

III. OTRAS DISPOSICIONES

MINISTERIO PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA Y EL RETO DEMOGRÁFICO

13771 *Resolución de 8 de agosto de 2022, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban procedimientos de operación, para su adaptación a mejoras en relación con las garantías exigidas a los sujetos participantes en el mercado, y a mejoras en la gestión técnica de las medidas en el sistema eléctrico.*

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, establece en su artículo 46 que las empresas comercializadoras deberán, entre otras obligaciones, prestar las garantías que reglamentariamente se establezcan. Asimismo, regula que los consumidores directos en mercado tendrán, entre otras, esta misma obligación de prestación de garantías.

Por su parte, el Real Decreto 2019/1997, de 26 de diciembre, por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica, determina en su artículo 4 los requisitos de los sujetos del mercado de producción, estableciendo que deberán prestar al operador del sistema garantía suficiente para dar cobertura a las obligaciones económicas que se puedan derivar de su actuación y cumplir los requisitos establecidos en los Procedimientos de Operación relativos al proceso de cobros y pagos. Además, los sujetos obligados a intervenir en el mercado de producción de energía eléctrica no podrán participar en dicho mercado sin la prestación de las debidas garantías.

Por otro lado, el artículo 71.2 del Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, que establece las obligaciones de las empresas comercializadoras, determina entre otros aspectos que «Para poder adquirir energía eléctrica con el fin de suministrar a sus clientes, deberán presentar al Operador del Sistema, al Operador del Mercado y a las empresas distribuidoras, las garantías que resulten exigibles». Adicionalmente, en su artículo 73.3 establece que «Para acreditar la capacidad económica, las empresas que quieran ejercer la actividad de comercialización deberán presentar ante el Operador del Sistema y ante el Operador del Mercado las garantías que resulten exigibles para la adquisición de energía en el mercado de producción de electricidad en los Procedimientos de Operación Técnica y en las correspondientes Reglas de Funcionamiento y Liquidación del Mercado respectivamente».

La Resolución de 11 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueban las condiciones relativas al balance para los proveedores de servicios de balance y los sujetos de liquidación responsables del balance en el sistema eléctrico peninsular español, define en su artículo 16 el Sujeto de Liquidación Responsable del Balance (BRP) de los puntos frontera de los consumidores. En su artículo 17 regula los requisitos para convertirse en BRP, estableciendo que deben acreditar la capacidad económica, en particular, depositar las garantías de pago establecidas en el procedimiento de operación.14.3. Asimismo, en su artículo 18 establece el requisito de que «todos los BRP deben ser responsables financieros de sus desvíos y deben liquidarlos con el TSO al que están conectados [artículo 18.6.c) del Reglamento EB] [...] Todos los BRP serán responsables financieros de sus desvíos cuya liquidación es responsabilidad del operador del sistema eléctrico español».

Adicionalmente, el P.O. 14.1, que regula las condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema, establece que los BRP serán responsables financieros del coste de los servicios de ajuste y de los pagos por capacidad que se liquidan por la

energía medida en sus consumidores, conforme a lo establecido en el P.O.14.4 «Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema».

Las garantías vigentes de operación básica y adicionales acreditan la capacidad económica de un comercializador de acuerdo a sus desvíos históricos, requiriendo entre uno y cuatro meses para adecuar el importe de las garantías a los consumos. Así, las garantías actuales no permiten una cobertura adecuada cuando las carteras de CUPS no son estables, existiendo riesgo de impago asociado al incremento de CUPS asignados a un BRP en tanto en cuanto éste es responsable financiero de sus desvíos, y del coste de los servicios de ajuste y de los pagos por capacidad que se liquidan por la energía medida en sus consumidores.

Mediante la Resolución de 10 de diciembre de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se aprueba la adaptación de los procedimientos de operación del sistema a las condiciones relativas al balance aprobadas por Resolución de 11 de diciembre de 2019, dicha Comisión solicitó a Red Eléctrica de España, SA, que revisase el nivel de garantías exigido a los sujetos participantes en el mercado que realizan la actividad de comercialización, al objeto de buscar un adecuado equilibrio entre la libertad de entrada en el mercado y la necesidad de que los sujetos puedan responder a la responsabilidad por su participación en dicho mercado.

Entre el 8 de abril y el 9 de mayo de 2021, el operador del sistema sometió a consulta pública su propuesta de adaptación de los procedimientos de operación 10.5, 14.1, 14.3 y 14.4, conforme a lo dispuesto en la citada resolución de 10 de diciembre de 2020, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Tras analizar las observaciones recibidas y modificar su propuesta inicial, Red Eléctrica de España, SA, remitió en agosto de 2021 a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia su propuesta de modificación de los procedimientos de operación 14.1 «Condiciones generales del proceso de liquidación del operador del sistema», 14.3 «Garantías de pago», y 14.4 «Derechos de cobro y obligaciones de pago por los servicios de ajuste del sistema». Asimismo, remitió a la Dirección General de Política Energética y Minas de la Secretaría de Estado de Energía de este Ministerio su propuesta de modificación del procedimiento de operación 10.5 «Cálculo del Mejor Valor de Energía en los Puntos Frontera y Cierres de Energía del Sistema de Información de Medidas Eléctricas».

El paquete de procedimientos de operación remitido por Red Eléctrica de España, SA, propone, en esencia, definir una garantía mínima dinámica para acreditar la capacidad económica de un BRP para incorporar puntos frontera de consumidores. Con esto, se pretende mitigar el riesgo de impago en la liquidación que gestiona el operador del sistema para los BRP con puntos frontera de consumidores (CUPS), riesgo que aumenta cada vez que se le asignan nuevos CUPS. Conforme lo anterior, en la propuesta de P.O. 14.3 se define una garantía mínima dinámica y proporcional al consumo de energía de los consumidores del BRP y a su comportamiento observado de desvíos, que se calcula a partir de los consumos esperados en los puntos de suministro, sin incluir pérdidas, y aplicando un coeficiente de minoración. Esta garantía supone un adelanto, pero no un aumento, de las garantías exigibles vigentes. Si bien el cálculo de la garantía será diario, se propone la validación ex-post de la capacidad económica de un BRP por los CUPS que fueron autorizados siete días antes.

Según señala el operador del sistema en su informe justificativo, la aprobación de dicha propuesta reduciría los impagos y las garantías de operación adicionales que deben depositar los BRPs por los pagos pendientes hasta la liquidación definitiva, y adicionalmente, la modificación de los procedimientos de operación 10.5 y 14.1 para adelantar la Liquidación Intermedia Provisional reduciría también la garantía mínima propuesta, limitando al máximo su efecto sobre la libertad de entrada.

Posteriormente, la Resolución de 30 de noviembre de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, aprobó la modificación de los procedimientos de operación 14.1, 14.3 y 14.4 para incorporar una garantía mínima dinámica que acredite la capacidad económica de sujetos responsables de balance para la liquidación de sus

consumidores. En concreto, el P.O. 14.3 se modifica para establecer dicha garantía. Asimismo, el P.O. 14.1 se modifica para adelantar un mes y diez días la liquidación intermedia provisional, en línea con el adelanto de un mes del cierre de medidas recogido en la propuesta de modificación del P.O. 10.5, permitiendo reducir el volumen de garantías de operación adicionales y acreditativas de la capacidad económica, así como reducir el nivel de deuda con riesgo de impago. Por otra parte, el P.O. 14.4 se modifica para permitir, en las liquidaciones iniciales provisionales (sin medidas de demanda), asignar una parte del saldo de energía como desvío provisional a los BRPs que hayan adquirido en los mercados de producción una cantidad de energía insuficiente para el consumo de sus puntos frontera de consumidores.

Los procedimientos de operación aprobados mediante Resolución de 30 de noviembre de 2021, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, no entrarán plenamente en vigor hasta que se adapte el procedimiento de operación 10.5, tal y como señala el apartado segundo de dicha resolución.

En relación con lo anterior, la propuesta de modificación del procedimiento de operación 10.5 remitida el 25 de agosto de 2021 por Red Eléctrica, SA, a este Ministerio, incorpora los cambios necesarios para poder implementar la garantía mínima dinámica incorporada en el P.O. 14.3.

En concreto, se propone adecuar los intercambios de información entre participantes del sistema de medidas para recoger la frecuencia diaria necesaria del intercambio de información de los CUPS asignados a cada comercializadora que no sea de referencia, y que resulta necesaria para implantar la propuesta de garantía mínima dinámica. Asimismo, se propone modificar los intercambios de información para informar a los distribuidores de los comercializadores que no sean de referencia para los que no se debe tramitar el alta de nuevos suministros por no disponer de capacidad económica suficiente.

Adicionalmente, se propone modificar el P.O. 10.5. para adelantar un mes la recepción de medidas del consumo y generación del mes M, del vigente mes M+3 al mes M+2, que pasará a denominarse cierre intermedio, con objeto de adelantar de la Liquidación Intermedia Provisional del mes M+4 al mes M+3. El adelanto de un mes en la publicación de datos del cierre de medidas se propone en sintonía con los cambios ya incorporados en el P.O. 14.1 vigente, permitiendo conjuntamente adelantar un mes y medio la Liquidación Intermedia Provisional, y posibilitando reducir tanto la deuda con riesgo de impago como el volumen de las garantías exigidas a los BRPs.

Por último, se propone modificar el P.O. 10.5 para recoger que el concentrador principal publique diariamente al sistema de liquidaciones y a los participantes en la medida la energía mensual total consumida por unidad de programación en el mes M del año A-1 de los puntos frontera de clientes que tiene asignada en el mes M del año A. Este cambio es necesario con objeto de que el sistema de liquidaciones disponga diariamente de la energía asignada a la unidad de programación de los consumidores para evaluar correctamente la garantía a solicitar.

Respecto a la propuesta relativa a modificar los intercambios de información para informar a los distribuidores de los comercializadores que no sean de referencia para los que no se debe tramitar el alta de nuevos suministros por no disponer de capacidad económica suficiente, se considera que no puede incorporarse en el P.O. 10.5, al tratarse de una materia que requeriría de una disposición de mayor rango normativo para su aprobación. El resto de cambios planteados sobre el P.O. 10.5 se consideran adecuados.

Por otra parte, la anteriormente citada Resolución de 11 de diciembre de 2019, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, estableció en su artículo 30.2 un requerimiento al operador del sistema para lanzar a consulta pública una propuesta de adaptación de los procedimientos de operación a lo dispuesto en determinados artículos. Con base en lo anterior, el operador del sistema remitió a la Dirección General de Política Energética y Minas de la Secretaría de Estado de Energía, con fecha 8 de junio de 2020, la propuesta de modificación de diversos procedimientos de operación, entre los que se encontraban los P.O. 10.4, 10.5, 10.6 y 10.11. En dicha propuesta de

modificación, se incluían cambios adicionales a los requeridos en el citado artículo 30.2 de la Resolución de 11 de diciembre de 2019 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en concreto incorporaba diversas modificaciones relacionadas con mejoras en la gestión técnica de las medidas del sistema eléctrico.

A la vista de los comentarios recibidos en fase de información pública y del informe recibido de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en la versión de los procedimientos de operación finalmente aprobados mediante Resolución de 29 de diciembre de 2020, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban determinados procedimientos de operación para su adaptación a las condiciones relativas al balance, se descartó la incorporación de dichos cambios relacionados con mejoras en la gestión técnica de las medidas del sistema eléctrico, emplazando en su lugar al operador del sistema a realizar dos análisis coste beneficio y valoraciones que analizaran las ventajas para el sistema eléctrico y para los consumidores de incorporar en los procedimientos de operación determinados cambios relacionados con mejoras en la gestión técnica de las medidas del sistema eléctrico.

En virtud de lo anterior, con fecha 5 de mayo de 2021 el operador del sistema remitió a la Secretaría de Estado de Energía el resultado del primer análisis efectuado. Para su elaboración, desde el 10 de marzo y hasta el 26 de marzo de 2021 el operador del sistema llevó a cabo una consulta pública en la que los participantes pudieron aportar los beneficios y costes que identifican asociados a cada una de las mejoras. Entre las mejoras abordadas, se incluye el adelanto a D+1 de los plazos de envío de medidas de puntos frontera tipo 3, 4 y 5 de instalaciones de generación, mejora para la cual el análisis arroja beneficios netos para el sistema, tanto en términos económicos como operativos. Asimismo, aborda el adelanto a D+1 del plazo de envío de medidas de puntos frontera de consumidores tipo 3 con lectura remota de contadores de energía, el adelanto a M+1 del plazo de envío de medidas de puntos frontera de consumidores tipo 3 sin lectura remota, y la eliminación de agregaciones e individualización de la medida horaria de puntos frontera de consumidores tipo 3.

Por otra parte, y en virtud de los mandatos dados por la Resolución de 29 de diciembre de 2020, de la Secretaría de Estado de Energía, con fecha 15 de octubre de 2021, el operador del sistema remitió a la Secretaría de Estado de Energía el resultado de su segundo análisis, que completaba al anterior, e incorporaba en sus conclusiones una posible hoja de ruta para la incorporación paulatina de los diferentes cambios estudiados. Dicha hoja de ruta propone precisamente, como primer hito, implementar el adelanto de plazos de envío de medidas de puntos frontera tipo 3, 4 y 5 de instalaciones generación a D+1. Como segundo hito, propone implementar los cambios relativos al adelanto del envío de la medida de los puntos frontera de clientes tipo 3, así como la individualización de dichas medidas.

De conformidad con lo anterior, la propuesta de procedimiento de operación 10.5 recibida del operador del sistema el 25 de agosto de 2021 fue modificada por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico para descartar la modificación propuesta relativa a la comunicación a los distribuidores de los comercializadores sin capacidad económica suficiente para los que no se deberían asignar nuevos suministros. Adicionalmente, la propuesta se fue modificada para incorporar el adelanto del plazo de envío de las medidas de puntos frontera tipo 3, 4 y 5 de instalaciones generación a D+1 (mejora que, por otra parte, había sido incluida entre las modificaciones de diversos procedimientos de operación propuestos por el operador del sistema a este Ministerio con fecha 8 de junio de 2020). Asimismo, dicha propuesta fue modificada para incorporar la individualización y el adelanto del plazo del envío de medidas de puntos frontera de clientes tipo 3 (a D+1 con carácter general, y al cuarto día hábil de M+2 para aquellos puntos sin capacidad de lectura remota), y eliminar las agregaciones de demanda de puntos frontera de consumidores tipo 3.

Cabe mencionar que el plazo de envío de la medida de los puntos frontera de clientes tipo 3 sin lectura remota se modifica respecto de la propuesta inicialmente planteada por el operador del sistema en junio de 2020, en la que se adelantaba al

cuarto día hábil de M+1, para adelantarlo en su lugar al cuarto día hábil de M+2, en línea con el resultado que para esta mejora arroja el análisis coste beneficio realizado.

Por otra parte, para abordar las mejoras citadas en relación con las medidas de puntos frontera de clientes tipo 3, ha sido necesario modificar los procedimientos de operación 10.4, 10.6 y 10.11 respecto a las versiones actualmente en vigor, cambios que habían sido propuestos por el operador del sistema en su propuesta de fecha 8 de junio de 2020 anteriormente mencionada.

Posteriormente, la propuesta de procedimientos de operación remitida por el operador del sistema y modificada por este Ministerio, fue sometida a audiencia pública entre las fechas 14 de marzo y 20 de abril de 2022 y remitida para informe a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

Con fecha 16 de junio de 2022 la Sala de Supervisión Regulatoria de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia aprobó el acuerdo por el que se emite informe denominado «Informe sobre la propuesta de resolución de la Secretaría de Estado de Energía por la que se aprueban determinados procedimientos de operación, para su adaptación a mejoras en relación con las garantías exigidas a los sujetos participantes en el mercado, y a mejoras en la gestión técnica de las medidas en el sistema eléctrico», previo trámite de audiencia en el Consejo Consultivo.

Vista la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, las alegaciones recibidas, y el informe de 16 de junio de 2022 de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia,

Esta Secretaría de Estado resuelve:

Primero. Aprobación de los procedimientos de operación del sistema eléctrico.

Aprobar los procedimientos para la operación del sistema eléctrico siguientes, que se recogen como anexo de esta resolución:

- a) P.O. «10.4 Concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicaciones».
- b) P.O. «10.5 Cálculo del mejor valor de energía en los puntos frontera y cierres de energía del sistema de información de medidas eléctricas».
- c) P.O. «10.6 Agregaciones de puntos de medida».
- d) P.O. «10.11 Tratamiento e intercambio de información entre Operador del Sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de participantes».

Segundo. Aplicabilidad.

La presente resolución surtirá efectos desde las cero horas del 1 de enero del año 2023.

Tercero. Pérdida de efectos.

A partir de la fecha en que sean de aplicación los procedimientos de operación aprobados por la presente resolución, quedan sin efecto cuantas disposiciones de igual o inferior rango se opongan a lo establecido en la presente resolución y en particular los siguientes procedimientos de operación del sistema:

- a) P.O. «10.4 Concentradores de medidas eléctricas y sistemas de comunicaciones», aprobado por resolución de 29 de diciembre de 2020, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban determinados procedimientos de operación para su adaptación a las condiciones relativas al balance.
- b) P.O. «10.5 Cálculo del mejor valor de energía en los puntos frontera y cierres de energía del sistema de información de medidas eléctricas», aprobado por resolución de 29 de diciembre de 2020, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban determinados procedimientos de operación para su adaptación a las condiciones relativas al balance.
- c) P.O. «10.6 Agregaciones de puntos de medida», aprobado por resolución de 29 de diciembre de 2020, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban

determinados procedimientos de operación para su adaptación a las condiciones relativas al balance.

d) P.O. «10.11 Tratamiento e intercambio de Información entre Operador del Sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de participantes», aprobado por Resolución de 29 de diciembre de 2020, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se aprueban determinados procedimientos de operación para su adaptación a las condiciones relativas al balance.

Cuarto. *Publicación.*

La presente resolución será objeto de publicación en el «Boletín Oficial del Estado».

Madrid, 8 de agosto de 2022.–La Secretaria de Estado de Energía, Sara Agesen Muñoz.

P.O. 10.6. Agregaciones de puntos de medida

1. Objeto

El objeto de este documento es definir el procedimiento de cálculo de las agregaciones de puntos de medida y la información a intercambiar de las mismas.

2. Ámbito de aplicación

Este documento aplica a los puntos frontera de clientes tipo 4 y 5.

3. Responsabilidades

Los distribuidores son los responsables del cálculo de las agregaciones de los puntos frontera de clientes tipo 4 y 5, de acuerdo a lo indicado en este documento.

4. Cálculo de agregaciones

4.1 Definición de medidas agregadas.

4.1.1 Medidas agregadas de fronteras de clientes.

Una medida agregada de medidas horarias de puntos frontera de clientes es el resultado de calcular el sumatorio de la energía activa para cada periodo de integración horario de los distintos puntos frontera de clientes agrupados por distribuidor, comercializador, nivel de tensión, peaje de acceso, discriminación horaria, tipo de punto de medida, sistema eléctrico aislado (para los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares) o provincia (para el sistema peninsular), indicativo de participación en mercados de ajuste y, en su caso, configuración de autoconsumo y signo (energía consumida o excedentaria) para cada una de las fechas en las que se comunica información.

Las medidas agregadas de dichas fronteras se obtendrán a partir de:

- Medidas de curvas de carga horaria CCH reales o estimadas de suministros que dispongan de equipos de medida con capacidad para teled medida y telegestión efectivamente integrados en los correspondientes sistemas.

- Medidas horarias de suministros que no dispongan de equipos de medida con capacidad para teled medida y telegestión efectivamente integrados en los correspondientes sistemas y deban ser previamente perfilados a partir de las medidas utilizadas para la facturación del peaje de acceso de terceros a la red (saldos de ATR) de acuerdo con lo establecido en el P.O.10.5.

4.1.2 Medidas agregadas de fronteras de instalaciones de generación de las que el distribuidor es encargado de lectura.

Una medida agregada de fronteras de instalaciones de generación de las que el distribuidor es encargado de lectura es el resultado de calcular el sumatorio de energía activa generada horariamente de los distintos puntos frontera de dichas instalaciones agrupados por distribuidor, unidad de programación o entidad de liquidación del representante o titular sin representante, tipo de punto de medida, sistema eléctrico aislado para los sistemas eléctricos no peninsulares o provincia para el sistema peninsular.

4.2 Requisitos de los concentradores secundarios que calculan e intercambian datos de agregaciones.

Los concentradores secundarios dentro del alcance de este documento deberán cumplir los requisitos indicados en los PP.OO. 10.4 y 10.11.

4.3 Procedimiento de cálculo de medidas agregadas.

Los encargados de la lectura deberán calcular las distintas agregaciones de las que son partícipes de acuerdo a lo indicado en este procedimiento.

4.3.1 Identificación y alta de las agregaciones.

Cada encargado de la lectura deberá identificar y notificar al comercializador/ consumidor directo a mercado y al operador del sistema las agregaciones que tiene responsabilidad de calcular utilizando el protocolo, plazos y formatos descritos en los PP.OO. 10.4, 10.5 y 10.11.

4.3.2 Baja de agregaciones.

Cada encargado de la lectura deberá identificar y notificar al comercializador/ consumidor directo a mercado y al operador del sistema las agregaciones de las que deja de tener responsabilidad de cálculo por dejar de ser partícipe de las mismas utilizando el protocolo, plazos y formatos descritos en los PP.OO 10.4, 10.5 y 10.11.

4.3.3 Cálculo de medidas agregadas.

Cada encargado de la lectura deberá calcular las distintas agregaciones de las que es responsable atendiendo a la definición descrita en el apartado 4.1 de este documento.

a. Las medidas individuales (desagregadas) de cada punto frontera de cliente tipo 4 con equipos no integrados en los sistemas de telegestión y telemedida deberán haber sido calculadas y perfiladas, en su caso, previamente de acuerdo a lo establecido en el P.O. 10.5. «Cálculo del Mejor Valor de Energía en los Puntos Frontera y Cierres de Energía del Sistema de Información de Medidas Eléctricas».

Cada medida agregada de clientes tipo 4 con equipos no integrados en los sistemas de telegestión y telemedida y que no dispongan de equipo de medida horario en un periodo de integración y magnitud tiene asociada adicionalmente la siguiente información:

- Número total de puntos frontera que participan en el cálculo de dicha agregación en el periodo de integración indicado.
- Energía calculada (agregada) utilizando únicamente medidas procedentes de registrador con las características indicadas en el Reglamento unificado de puntos de medida (esto es, excluyendo las estimadas).
- Número de puntos frontera que han servido como base para el cálculo anterior (las procedentes de registrador que cumplan el Reglamento unificado de puntos de medida).
- Energía calculada (agregada) utilizando únicamente medidas estimadas de los suministros con registrador horario con las características indicadas en el Reglamento unificado de puntos de medida.
- Número de puntos frontera que han servido como base para el cálculo anterior (las medidas estimadas de suministros con registrador horario que cumpla el Reglamento unificado de puntos de medida).

En el Anexo 1 de este documento se detalla el procedimiento de tratamiento de decimales de las medidas agregadas.

b. Las medidas individuales (desagregadas) de cada punto frontera de cliente tipo 5 y los de tipo 4 integrados en los sistemas de telegestión y telemedida, deberán haber sido calculadas previamente de acuerdo a lo establecido en el P.O. 10.5.

Cada medida agregada de clientes tipo 5 y los de tipo 4 integrados en los sistemas de telegestión y telemedida, en un periodo de integración horario deberá tener asociada la siguiente información:

- Sumatorio de la medida horaria de energía de todos los suministros que forman parte de la agregación para el periodo horario (en kWh).
- Número total de suministros que forman parte de la agregación para el periodo horario.
- Sumatorio de las medidas horarias de energía procedentes de curva real de suministros que dispongan de equipos de medida con capacidad de telemedida y telegestión efectivamente integrados en los correspondientes sistemas que forman parte de la agregación para el periodo horario (en kWh).
- Número de suministros con medida procedente de curva real.
- Sumatorio de las medidas horarias de energía procedentes de medida estimada de suministros que dispongan de equipos de medida con capacidad de telemedida y telegestión efectivamente integrados en los correspondientes sistemas que forman parte de la agregación para el periodo horario (en kWh).
- Número de suministros con medida estimada.

El detalle de la obtención de cada uno de los datos agregados de clientes tipo 5 y los de tipo 4 integrados en los sistemas de telegestión se describe en el anexo 2 de este documento.

4.4 Intercambio de información.

4.4.1 Publicaciones de los concentradores secundarios al concentrador principal.

El intercambio de información de medidas agregadas de puntos frontera clientes atenderá a lo indicado en el P.O. 10.11 «Tratamiento e intercambio de Información entre Operador del Sistema, encargados de la lectura, comercializadores y resto de agentes», junto con las consideraciones de este procedimiento.

Las medidas agregadas que deberá calcular y enviar cada concentrador secundario quedan identificadas por la siguiente información:

- Concentrador que envía la medida.
- Magnitud (será activa consumida para agregaciones de clientes).
- Fecha a la que aplica la información.
- Periodo de integración.
- Medida (kWh, valores incrementales).
- Número total de puntos frontera y sumatorio de las medidas horarias de energía de la agregación según se describe en el apartado 4.3.3. de este procedimiento.
- Agregación calculada: identificada por los distintos parámetros que la definen descritas en los apartados 4.1.1. y 4.1.2. de este procedimiento. Esto es, cada concentrador secundario, enviará para cada periodo y magnitud las distintas agregaciones vigentes de las que disponga de medidas.

4.4.2 Publicaciones del concentrador principal a los concentradores secundarios.

La publicación por parte del operador del sistema de las medidas agregadas se realizará utilizando el protocolo de comunicaciones entre concentradores y formatos descritos en el P.O. 10.4.

4.4.3 Publicaciones del operador del sistema.

El operador del sistema publicará las medidas agregadas de las energías acumuladas mensuales de instalaciones de generación necesarias a efectos de aplicación del artículo 15 del Reglamento unificado de puntos de medidas.

ANEXO 1

Método de obtención de las medidas agregadas de clientes tipo 4 no integrados en los sistemas de telegestión y telemedida

El objeto de este anexo es establecer la metodología para el tratamiento de decimales de los datos agregados en kWh de las medidas de clientes tipo 4 no integrados en los sistemas de telegestión y telemedida a partir de sus medidas horarias.

Sean:

VR_i Valor de la medida de la agregación en kWh de un conjunto de fronteras calculadas de acuerdo a lo indicado en el apartado 4.3.3 para el periodo de integración i con 12 decimales.

EA_i Error acumulado de energía del periodo de integración i calculado como

$$EA_i = \sum_{n=1}^{n=i} VR_n - \sum_{n=1}^{n=i} VF_n$$

Con $EA_0 = 0$ kWh y con i variando desde 1 hasta el número de periodos de integración de un mes completo (por ejemplo $24 \times n.$ de días mes).

VF_i Valor agregado en kWh sin decimales con el que se generarán los ficheros para el periodo de integración i que se calculará a partir de la expresión:

$$VF_i = \text{Redondear} [VR_i + EA_{i-1}]$$

Siendo la función Redondear la que asigna al número $X.YYYYYYYYYYYYY$ a $X+1$ si $YYYYYYYYYYYYYY \geq 0.5$ y X si $YYYYYYYYYYYYYY < 0.5$

Ejemplo:

Periodo (1 a n.º horas mes)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29
VR_i	6,3	7,1	6,4	6,5	6,2	6,1	6,9	7	5,5	2,1	8,7	5,4	2,7	5,8	9,4	4,5	5,7	5,4	8,8	7,2	6,8	5,1	7,8	2,6	1,8	2,9	4,8	8,1	5,1
EA_i	0,3	0,4	-0,2	0,3	-0,5	-0,4	-0,5	-0,5	0	0,1	-0,2	0,2	-0,1	-0,3	0,1	-0,4	0,3	-0,3	-0,5	-0,3	-0,5	-0,4	0,4	0	-0,2	-0,3	-0,5	-0,4	-0,3
VF_i	6	7	7	6	7	6	7	7	5	2	9	5	3	6	9	5	5	6	9	7	7	5	7	3	2	3	5	8	5

ANEXO 2

Método de obtención de las medidas agregadas de clientes tipo 5 y de tipo 4 integrados en los sistemas de telegestión y telemedida

El objeto de este anexo es establecer la metodología de obtención de los datos agregados de medidas de clientes tipo 5 y de tipo 4 integrados en los sistemas de telegestión y telemedida, a partir de las medidas horarias en Wh que combinan suministros que dispongan de equipos de medida con capacidad para telemedida y telegestión efectivamente integrados en los correspondientes sistemas, así como de suministros que no estén integrados y deban ser perfilados.

Sean:

$CCH^c_{h,d,a}$ Medida horaria del cliente «c» de la agregación «a» correspondiente a la hora «h» y día «d» en Wh.

$AGR_{h,d,a}$ Sumatorio en kWh de las medidas horarias de los clientes de la agregación «a» en la hora «h» y día «d» en Wh.

$N_{h,d,a}$ Número de clientes con medida horaria de la agregación «a» correspondiente a la hora «h» y día «d».

$CCHr^c_{h,d,a}$ Medida horaria real del cliente «c» de la agregación «a» correspondiente a la hora «h» y día «d» en Wh.

$AGRr_{h,d,a}$ Sumatorio en kWh de las medidas horarias de los clientes de la agregación «a» con medida real (que disponga de equipo de medida con capacidad para telemedida y telegestión efectivamente integrados en los correspondientes sistemas) en la hora «h» y día «d» en Wh.

$Nr_{h,d,a}$ Número de clientes con medida horaria real de la agregación «a» correspondiente a la hora «h» y día «d».

$CCHe^c_{h,d,a}$ Medida horaria estimada del cliente «c» de la agregación «a» correspondiente a la hora «h» y día «d» en Wh.

$AGRe_{h,d,a}$ Sumatorio en kWh de las medidas horarias de los clientes de la agregación «a» con medida estimada en la hora «h» y día «d» en Wh.

$Ne_{h,d,a}$ Número de clientes con medida horaria estimada de la agregación «a» correspondiente a la hora «h» y día «d».

$CCHp^c_{h,d,a}$ Medida horaria perfilada del cliente «c» perfilada de la agregación «a» correspondiente a la hora «h» y día «d» en Wh.

$AGRp^c_{h,d,a}$ Sumatorio en kWh de las medidas horarias de los clientes de la agregación «a» con medida perfilada en la hora «h» y día «d» en Wh.

$Np_{h,d,a}$ Número de clientes con medida horaria perfilada de la agregación «a» correspondiente a la hora «h» y día «d».

Donde:

$\sum CCHr_{h,d,a}$, $\sum CCHe_{h,d,a}$ aplicarán a suministros que dispongan de equipos de medida con capacidad para telemedida y telegestión efectivamente integrados en los correspondientes sistemas.

$\sum CCHp_{h,d,a}$ a suministros que NO dispongan de equipos de medida con capacidad para telemedida y telegestión efectivamente integrados en los correspondientes sistemas.

Por tanto se cumplirá que:

$$\sum CCH^c_{h,d,a} = \sum CCHR^c_{h,d,a} + \sum CCHec_{h,d,a} + \sum CCHp^c_{h,d,a}$$

$$N_{h,d,a} = Nr_{h,d,a} + Ne_{h,d,a} + Np_{h,d,a}$$

El proceso de cálculo de agregaciones en kWh ocasiona la existencia de decimales asociados al valor de las medidas horarias $CCHR^c_{h,d,a}$, $CCHec_{h,d,a}$, $CCHp^c_{h,d,a}$ en Wh.

Los valores decimales resultantes se tratarán de la siguiente manera:

Se emplearán al menos doce (12) decimales en el proceso.

Se asignará a cada sumatorio $\sum CCHR^c_{h,d,a}$, $\sum CCHec_{h,d,a}$, $\sum CCHp^c_{h,d,a}$ de la hora «h» y día «d» el valor entero tras redondear.

Se arrastrará el residuo decimal existente en el cálculo de la hora «h» y día «d» a la siguiente hora «h+1» cuya medida horaria se debe estimar.

Esto es:

Para la primera hora a agregar:

$$AGRr_{h,d,a} = \text{Redondear} [\sum CCHR^c_{h,d,a}]$$

Para las restantes horas a agregar:

$$AGRr_{h+1,d,a} = \text{Redondear} [\sum CCHR^c_{h,d,a} + \text{residuo } AGRr_{h,d,a}]$$

$$\text{residuo } AGRr_{h,d,p} = \sum AGRr_{h,d,p} - \sum CCHR^c_{h,d,a}$$

Siendo la función Redondear la que asigna al número X.YYYYYYYYYYYYYY a X+1 si YYYYYYYYYYYYYY ≥ 0.5 y X si YYYYYYYYYYYYYY < 0.5 .